

# ELABORAÇÃO DE ESTUDOS DE REVISÃO DE CRITÉRIOS OPERATIVOS DOS RESERVATÓRIOS DO SISTEMA INTEGRADO NACIONAL BUSCANDO OPORTUNIDADES PARA A GERAÇÃO TERMELÉTRICA

*Marco Aurélio Raphul Azevedo Garcia<sup>1</sup>; Afonso Henriques Moreira Santos<sup>2</sup>; Jamil Haddad<sup>3</sup> Edson da Costa Bortoni<sup>4</sup> & Leopoldo Uberto Ribeiro Junior<sup>5</sup>*

**RESUMO** - - A Nota Técnica MME/SPD/05 de outubro de 2004, alterou de maneira significativa a energia assegurada das usinas termelétricas, impactando no equilíbrio econômico-financeiro dos empreendimentos existentes e desestimulando o interesse em novos investimentos. Desse modo, o principal objetivo deste trabalho é a análise do ponto de vista da confiabilidade do sistema, onde a energia firme das usinas hidrelétricas consta como um instrumento consistente e determinístico e não um instrumento probabilístico como é o cálculo da energia firme. Vale ressaltar que este artigo trata de um trabalho desenvolvido para a Petrobrás.

**ABSTRACT** - - The Note Technique MME/SPD/05 of October 2004, modified in significant way the assured energy them termelétricas plants, causing an impact economic-financial balance them existing enterprises and discouraging the interest in new investments. In this way, the main objective of this work is the analysis of the point of view of the trustworthiness of the system, where the firm energy of the hidrelétricas plants consists as a consistent and determinístico instrument and not a probabilist instrument as it is the calculation of the firm energy. Valley to stand out that this article deals with a work developed for Petrobrás

**Palavras-chave:** Energia Firme, Energia Assegurada, Critérios Operativos

---

<sup>1</sup> Pesquisador do Centro de Excelência em Recursos Naturais e Energia - CERNE da Universidade Federal de Itajubá – UNIFE e bolsista do PRH -ANP, Minas Gerais - Brasil. Endereço: Rua Laurinha Pinto, 79/303, Itajubá - Minas Gerais, CEP 37500 – 903, Tel: (35) 36291401. Email: [marco\\_rag@iee.efei.br](mailto:marco_rag@iee.efei.br)

<sup>2</sup> Professor da Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, R. prof José Maria S. Campos 506 37500-200 Itajubá – MG. E-mail: [afonso@iee.efei.br](mailto:afonso@iee.efei.br)

<sup>3</sup> Professor adjunto da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Av. BPS, 1303, CEP 37500-903 Tel: (35) 36291340. E-mail: [bortoni@iee.efei.br](mailto:bortoni@iee.efei.br)

<sup>4</sup> Professor adjunto da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Av. BPS, 1303, CEP 37500-903 Tel: (35) 36291340. E-mail: [jamil@iee.efei.br](mailto:jamil@iee.efei.br)

<sup>5</sup> Pesquisador do Centro de Excelência em Recursos Naturais e Energia - CERNE da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Aluno de Doutorado da Universidade Estadual de Capinas. Av. São Vicente de Paula 735, CEP 37502-082, Tel: (35) 36291401 Itajubá – MG. E-mail: [leopoldo@unifei.edu.br](mailto:leopoldo@unifei.edu.br)

## **1 - INTRODUÇÃO**

O presente documento corresponde a um estudo preliminar, para a elaboração de estudos de revisão de critérios operativos dos reservatórios do sistema integrado nacional buscando oportunidades para a geração termelétrica, porém, face torna-se fundamental para o desenvolvimento do trabalho já que trata de modificações significativas na metodologia de cálculo da energia assegurada das usinas termelétricas.

O artigo tem por objeto a prestação de serviços de consultoria e assessoria técnica para a realização de estudos de mecanismos para a inclusão dos interesses regionais no estabelecimento dos critérios operativos do Sistema Interligado Nacional (SIN), analisando a possível inserção de térmicas a gás com a finalidade de complementaridade energética, de maneira a se compensar possíveis perdas de energia firme ou garantida.

Neste contexto, a Nota Técnica MME/SPD/05 de outubro de 2004, altera de maneira significativa a energia assegurada das usinas termelétricas, impactando no equilíbrio econômico-financeiro dos empreendimentos existentes e desestimulando o interesse em novos investimentos.

O principal objetivo deste trabalho é a análise do ponto de vista da confiabilidade do sistema, onde a energia firme consta como um instrumento consistente e determinístico e não um instrumento probabilístico como é o cálculo da energia firme.

## **2 PORTARIAS ENVOLVENDO A NOTA TÉCNICA MME/SPD/05**

O presente capítulo irá abordar a Nota Técnica MME/SPD/05 e as portarias do Ministério de Minas e Energia (MME) que a envolvem, visando a identificação dos aspectos relevantes de cada uma delas.

### **2.1 Nota técnica mme/spd/05 de outubro de 2004**

A nota técnica MME/SPD/05, publicada em outubro de 2004, através da portaria nº 282, de 28 de outubro de 2004, tem por objetivo garantir a comercialização de energia via contratos e apresentar proposta de metodologia de cálculo das garantias físicas de energia e potência dos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos. Entretanto, para tal finalidade é necessário que seja revisto a metodologia para determinação da energia assegurada dos empreendimentos de geração, com intuito de que o critério de fornecimento pelo qual o risco anual de déficit de energia não ultrapassa a 5%.

Para o cálculo da energia assegurada dos aproveitamentos do Sistema Interligado Nacional - SIN foram considerados os seguintes parâmetros:

- Para fins de estudo serão consideradas as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes, bem como as usinas hidrelétricas com concessão outorgada e as usinas termelétricas autorizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, chamada de “Configuração Hidrotérmica 2008”;

- O risco de déficit não deve ser superior a 5 %, compatível com o critério de garantia de suprimento a ser definido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE;

- Lastro físico das usinas termelétricas da configuração obtido da mesma configuração que serviu de base para determinação das energias asseguradas das usinas hidrelétricas, compatível com o critério de operação otimizada do sistema hidrotérmico;

- O rateio da energia assegurada é baseado no conjunto das usinas hidrelétricas da configuração com base nas energias firmes, tendo como referência o período crítico (junho de 1949 a novembro de 1956) adotado no dimensionamento desses empreendimentos;

- Para o rateio da energia assegurada do conjunto de usinas termelétricas foi levado em consideração a inflexibilidade operativa de cada usina e o respectivo preço do combustível utilizado na geração;

- Os dados referentes ao fator de capacidade máximo, ao nível de inflexibilidade médio anual e ao custo médio anual de geração das usinas termelétricas constantes do Programa Mensal de Operação – PMO, de novembro de 2004, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

- Os limites de transferências de energia entre subsistemas é compatível com as capacidades de transmissão das interligações inter-regionais presentes no ano de referência da configuração hidrotérmica (2008), de acordo com o critério de segurança vigente (n - 1).

Para a determinação da oferta global de energia, que correspondente à energia assegurada do sistema, se faz necessário a realização de simulação estática da configuração hidrotérmica, com quatro subsistemas interligados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), empregando-se o modelo NEWAVE, com objetivo de ser minimizado o custo total de operação, sendo que este modelo determina, para cada mês do período de simulação:

- Os valores de geração hidrelétrica associados aos subsistemas equivalentes;
- Os valores de geração associados à cada usina termelétrica;
- Os intercâmbios entre os subsistemas eletricamente conectados.

Para a realização das simulações foi considerado uma configuração estática em um horizonte de 5 anos, com períodos estáticos de estabilização inicial (10 anos, de forma a amortecer a influência das condições iniciais de armazenamento e afluições) e final (5 anos, de forma a amortecer a influência das condições de fechamento de horizonte simulado).

O critério de suprimento (risco pré-fixado de 5 %) foi fixado tomando por base a média dos riscos entre 11º e o 15º ano do período de simulação, empregando-se 2.000 séries sintéticas de energias afluentes. No processo de ajuste para obtenção da média de 5% para o risco prefixado durante os cinco anos da simulação com a configuração estática, manteve –se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste, assim como nas ofertas dos subsistemas Norte e Nordeste, havendo uma variação livre, no entanto, a oferta conjunta dos sistemas Sul/Sudeste e

Norte/Nordeste. Neste processo ocorre a convergência quando, no mínimo, um dos dois subsistemas de cada sistema (Sul/Sudeste e Norte/Nordeste) simultaneamente atinge o risco de 5%, admitida uma tolerância de 0,1%.

O rateio da energia assegurada do sistema entre os blocos de usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas é baseado na ponderação, pelo custo marginal de operação - CMO, das gerações obtidas na simulação para cada série sintética de energias afluentes, da seguinte maneira:

$$EH = \sum_{s=1}^4 ccrítica(s) \times FH \quad (1)$$

Onde:

$ccrítica (s)$  → carga crítica do subsistema  $s$ , cujo somatório representa a oferta global do sistema garantida a 95%.

$FH$  → Fator Hidro, que valoriza a geração em cada mês e em cada série pelo correspondente CMO.

Sendo que o Fator Hídrico é calculado pela seguinte expressão:

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[ gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^n gt(i, j, k, l, s) \right] \times cmo(i, j, k, s)} \quad (2)$$

Onde:

$gh(i,j,k,s)$  → geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima), para o mês  $i$ , para o ano  $j$ , para a série  $k$  e para o subsistema  $s$ .

$gt(i, j, k, l,s)$  → geração térmica total, para o mês  $i$ , para o ano  $j$ , para a série  $k$ , para a térmica  $l$  e para o subsistema  $s$ .

$cmo(i, j, k, s)$  → custo marginal de operação, para o mês  $i$ , para o ano  $j$ , para a série  $k$  e para o subsistema  $s$ .

$n$  → número de térmicas do sistema

A oferta térmica (ET) é obtida através das expressões (3) e (4), semelhantes às expressões (1) e (2), substituindo-se a variável  $gh$  (geração hidráulica por subsistema) por  $gt$  (geração térmica por classe), conforme indicado a seguir.

$$ET(l, s) = FT(l, s) \sum_{s=1}^4 ccrítica(s) \quad (3)$$

$$FT(l, s) = \frac{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt(i, j, k, l, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{l=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[ gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{ms} gt(i, j, k, l, s) \right] \times cmo(i, j, k, s)} \quad (4)$$

onde nts equivale ao número de térmicas do subsistema s.

O cálculo da oferta térmica é feito por usina térmica, enquanto que a oferta hidráulica é calculada para o conjunto de todas as usinas da configuração, deste modo, a oferta de uma usina térmica é limitada ao valor de sua disponibilidade máxima, sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas, na proporção de suas energias asseguradas. Caso a nova oferta associada a alguma das beneficiárias do rateio ultrapasse a respectiva disponibilidade máxima, será feito um re-rateio nos mesmos moldes, conforme expressão 5.

$$DMax(l) = Pefetiva * FCmax * [1 - TEIF] * [1 - IP] \quad (5)$$

Onde:

Pefetiva → potência efetiva da usina (ou classe).

FCmax → fator de capacidade máximo da usina (ou classe).

TEIF → taxa equivalente de indisponibilidade forçada.

IP → taxa de redução de disponibilidade por manutenção programada.

O rateio da oferta hidráulica pelas usinas é feito proporcionalmente à energia firme de cada usina, utilizando-se o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas – MSUI, da Eletrobrás, sendo que este rateio pode proporcionar um acréscimo de energia nas usinas a jusante. Assim, esse benefício é calculado considerando a diferença entre simulações do modelo de usinas individualizadas “com” e “sem” a usina, em estudo.

Para efeito de discretização da energia assegurada ao longo da motorização de uma usina hidrelétrica, a energia assegurada de cada uma das unidades geradoras é calculada a partir da proporção de suas energias firmes determinadas em simulações considerando a evolução da entrada das unidades geradoras.

A potência assegurada (PA) de uma usina hidrelétrica é calculada com base em sua potência garantida (PG). A potência garantida de uma usina hidrelétrica é definida como o valor correspondente a 95% de permanência de todos os valores mensais de potência, para todo o histórico de vazões, obtidos a partir da mesma simulação que determinou o valor da energia firme da usina, ou seja, a simulação com o modelo estático a usinas individualizadas. Para a determinação da potência assegurada de uma usina deve-se considerar a sua potência disponível (PD) quando a usina estiver completamente motorizada, abatida de seu consumo próprio (CP) e de sua parcela da

reserva de potência (RP), contemplando, inclusive, a parcela associada a saídas intempestivas de unidades geradoras através do índice TEIF, conforme as expressões 6 e 7.

$$PD = PG \times (1 - TEIF) \quad (6)$$

$$PA = PD - CP - RP \quad (7)$$

Considera-se o CP como sendo 1 % da potência instalada da usina. A RP comporta a reserva primária (R1), reserva secundária (R2) e a reserva destinada a cobrir a indisponibilidade forçada da usina (R3), ou seja:

$$RP = R1 + R2 + R3 \quad (8)$$

Sendo:

$$R1 = 0,01 * RPG \quad (9)$$

$$RPG = CP + PA \quad (10)$$

$$R2 = 0,0025 * RPG + 0,015 *.CP \quad (11)$$

$$R3 = PG \times TEIF \quad (12)$$

Substituindo-se as expressões (9), (11) e (12) na equação (8), resulta:

$$RP = 0,035 RPG + 0,015 CP + PG \times TEIF \quad (13)$$

Substituindo, agora, (10) em (13), obtém-se:

$$RP = 0,035 (CP + PA) + 0,015 CP + PG \times TEIF \quad (14)$$

$$PA = \frac{PG \times (1 - TEIF) - 1,05 \times CP}{1,035} \quad (15)$$

A aplicação dessa nota técnica afeta os certificados de energia assegurada hoje vigentes para as usinas hidrelétricas e a disponibilidade para contratação das térmicas que deverá respeitar os seguintes parâmetros:

- Preservação da segurança do abastecimento;
- Minimização do impacto tarifário pelo ajustamento da oferta global de energia (energia assegurada do sistema) ao critério de garantia de suprimento de risco de déficit de até 5%;
- Minimização dos impactos nos agentes setoriais.
- Entretanto, para que o processo de implantação deverão ser seguidos os seguintes parâmetros:
  - Manter inalterados, até dezembro de 2007, os valores vigentes dos certificados de energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos e das disponibilidades para contratação das usinas termoelétricas;

- Ajustar, a partir de janeiro de 2008, os valores de energia assegurada associados aos blocos hidráulico e térmico, de modo a compatibilizar a energia assegurada do sistema (oferta global de energia) ao critério de garantia de suprimento de risco de déficit máximo de 5%;

- Ajustar, a partir de janeiro de 2008, as disponibilidades para contratação das usinas termelétricas para as respectivas energias asseguradas, calculadas individualizadamente

- Ajustar, a partir de janeiro de 2008, o valor atribuído à energia assegurada da usina hidrelétrica de Itaipu, de modo a corrigir a energia assegurada do bloco hidráulico;

- Esse procedimento permite atenuar um possível impacto tarifário mais substancial para os consumidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, decorrente dos reflexos que a correção plena da energia assegurada atribuída à Itaipu traria na contratação das distribuidoras dessas regiões.

- Ajustar, ao longo de um período de transição de sete anos, os valores individualizados da energia assegurada de cada usina hidrelétrica, inclusive Itaipu, decorrentes da aplicação da metodologia descrita nesta Nota Técnica, observado o valor agregado do bloco hidráulico.

- Aplicar a metodologia descrita neste documento para o cálculo da energia assegurada das novas usinas, hidrelétricas e termelétricas, na medida em que forem vencedoras das licitações para a expansão do sistema, a partir de 1º de janeiro de 2005.

- Reavaliar periodicamente, de acordo com o que dispuser a legislação, os valores de energia assegurada das usinas termoelétricas e hidroelétricas, inclusive Itaipu, conforme a metodologia constante neste documento, ressalvadas as restrições de natureza legal existentes.

Desse modo, observa-se que esta metodologia acarreta numa mistura de conceitos, já que trata a garantia física dos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos através da ponderação pelo CMO, que é um parâmetro probabilístico.

As simulações que serão apresentadas ao longo deste documento irão nortear futuras intervenções no sentido de se rever esta metodologia.

## **2.2 Portaria nº 303 de 18 de novembro de 2004**

A Nota Técnica MME/SPD/05 foi regulamentada através da Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004 e publicada no Diário Oficial da União – D.O.U. em 19 de novembro de 2004. Ainda nesta portaria foi determinado o valor da garantia física das usinas termelétricas, incluindo importação e que nos anos de 2005, 2006 e 2007, exclusivamente para as usinas termelétricas movidas a gás natural habilitadas para participar do leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, a ser promovido em 2004, sendo o valor da garantia física de cada usina calculada conforme os critérios estabelecidos na Portaria MME nº 288, de 2004 e de acordo com as normas da ANEEL, em especial a Resolução nº 352, de 2003.

### 2.3 Portaria nº 321 de 6 de dezembro de 2004

A portaria 321 de 6 de Dezembro de 2004, define a parcela de energia dos empreendimentos existentes de geração de energia elétrica que poderão participar dos leilões de energia, proveniente de novos empreendimentos de geração, conforme o disposto no art. 17 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004 e no art. 22 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.

Porém, esta portaria afeta diretamente as determinações da Nota Técnica 05, pois determina as regras que tratam da garantia física a ser ofertada nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos realizados até 31 de dezembro de 2007.

Para as usinas termelétricas, que entraram em operação comercial a partir de 2000 ou que vierem a operar, a disponibilidade será:

$$\boxed{\text{Disponibilidade} = \text{Capacidade Instalada} \cdot (1 - \text{Indisp. Programada}) \cdot (1 - \text{Indisp. Forçada})}$$

Esta definição resgata o modelo atual vigente, contrariando a Nota Técnica 05, que reduzia a disponibilidade das UTEs através da ponderação pelo CMO, conseqüentemente, reduzindo a energia assegurada das UTEs.

### 3 ESTUDO DE CASO – UHE FURNAS

Para as análises que serão apresentadas neste relatório e neste projeto de forma geral, poderia ser utilizada qualquer Usina Hidrelétrica (UHE) do Sistema Interligado Nacional (SIN), já que a grande contribuição deste trabalho consiste em seu embasamento técnico. Porém a UHE Furnas possui características que a tornam candidata natural: (1) Reservatório de regularização, localizado na cabeceira da bacia do Paraná; (2) Reservatório com perímetro de 3500 km, equivalente à metade do litoral brasileiro; (3) Forte mobilização regional para revisão de seus critérios operativos; (4) Deplecionamento de 18 metros, que influenciam fortemente o desenvolvimento dos 34 municípios lindeiros; (5) Potência instalada de 1216 MW; (6) Localizado na Bacia de maior Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) do país, a Bacia do Rio Grande.

### 4 MODELO APRESENTADO

Neste capítulo será apresentado o modelo utilizado para a realização das simulações que serão apresentadas no próximo capítulo.

A figura 1 apresenta o modelo simplificado para cálculo da carga crítica que pode ser atendida por uma usina hidrelétrica, Onde na figura Q [m<sup>3</sup>/s.mês] é o Volume Afluente, U [m<sup>3</sup>/s.mês] é o Volume vertido e G [m<sup>3</sup>/s.mês] é o Volume Turbinado e, L é carga crítica que pode ser atendida.



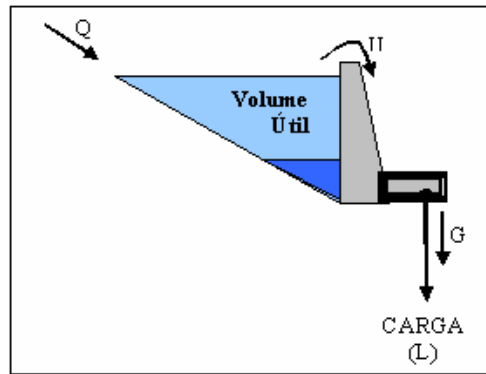


Figura 1 – Modelo Simplificado para cálculo da Energia Firme

Através de técnicas de programação linear (PL) desenvolveu-se o modelo a seguir, que deve respeitar as restrições de balanço hídrico apresentado em (17) e energético apresentado em (18). Como o objetivo aqui é a obtenção de um estimador, trabalhou-se com a produtividade da usina constante. A função objetivo da PL deve ser maximizar a energia a ser fornecida à carga:

$$\max z = \max L \quad (16)$$

Sujeito a:

$$V_t = V_{t-1} - U_t - G_t + Q_t \quad \forall t \in T \quad (17)$$

$$G_t = L \quad \forall t \in T \quad (18)$$

$$0 \leq V_t \leq \text{Volume Útil}$$

$$0 \leq U_t \leq \text{Volume Útil}$$

$$G_{\min} \leq G_t \leq G_{\max}$$

Onde:

T - Período de Tempo a ser simulado

$V_t$  - Volume do reservatório no instante t

$V_{t-1}$  - Volume do reservatório no instante t-1

O intervalo de tempo a ser simulado corresponde ao período crítico do SIN, já que a energia firme deve corresponder à energia máxima que pode ser fornecida durante o pior período hidrológico. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) o período crítico do setor elétrico se estende de junho de 1949 a novembro de 1956.

Para que se possa analisar o efeito da entrada de uma usina termelétrica no sistema e seu efeito para atendimento à carga crítica, a fim de se garantir a confiabilidade do sistema, tornando o sistema menos vulnerável à hidrologia. Visando essa complementaridade energética, incorpora-se ao modelo uma termelétrica, que pode ser ou não a gás natural.

O uso da termelétricidade a gás tem a vantagem de utilizar o gás natural excedente do

contrato take or pay com a Bolívia e abre espaço para a utilização do gás recém descoberto na bacia de Santos. Já a termelétricidade a óleo aproveita o parque termelétrico emergencial, de baixa eficiência, mas já instalado e disponível.

A figura 2 apresenta o modelo, já incorporando a termelétrica, que irá fornecer uma energia  $T$  [MW.mês] ao sistema necessária à complementação da energia firme reduzida em função da diminuição do volume útil.

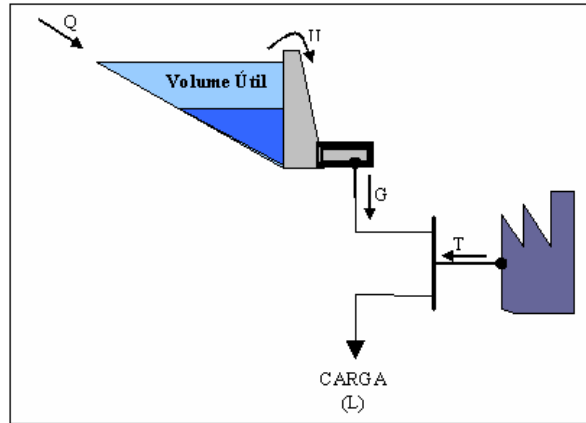


Figura 2 – Modelo para cálculo da Energia Firme no Sistema

O modelo visa minimizar a utilização da termelétricidade, conforme apresentado em (19), respeitando a restrição de balanço hídrico apresentado em (17) e respeitando a restrição de balanço energético apresentado em (20).

$$\min z = \min \sum_{t=1}^T I_t \quad \forall t \in T \quad (19)$$

$$G_t + I_t = L \quad \forall t \in T \quad (20)$$

Tem-se ainda que:

$$\sum_{t=1}^T I_t = GT \quad \forall t \in T \quad (21)$$

Onde:

$I_t$  é a Geração Termelétrica no instante  $t$  e  $GT$  é a Geração Total da Termelétrica ao longo do período de simulação.

Esta modelagem, com a incorporação da usina termelétrica, permite a análise do comportamento do reservatório para o atendimento à carga crítica, com a utilização minimizada da termelétricidade.

## 5 SIMULAÇÕES

Neste capítulo serão apresentadas as simulações visando o embasamento técnico que norteia este trabalho.

## 5.1 Período crítico do SIN e do reservatório de Furnas

A definição de Período crítico é o período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme, que consiste na energia média gerada no período crítico do SIN.

O período crítico do SIN se inicia em junho de 1949 e termina em novembro de 1956, porém ao se analisar um reservatório em particular, observa-se que o período crítico deste não coincide exatamente com o período crítico do setor elétrico, conforme se observa na figura 3.

A simulação tratou, conforme o modelo apresentado, na maximização da carga crítica que pode ser suprida pelo reservatório, iniciando o período crítico cheio e terminando vazio. Para este caso, não foi considerado o uso da termelétricidade, já que o objetivo é determinar a energia firme do reservatório.

O ponto K corresponde ao início do período crítico do setor elétrico, enquanto o ponto A corresponde ao início do período crítico do reservatório de Furnas (reservatório cheio). O ponto B corresponde ao final do período crítico do reservatório (reservatório vazio) e também corresponde ao período crítico do setor elétrico. Observa-se então que o período crítico de Furnas está contido no intervalo do período crítico do setor elétrico, se iniciando em junho de 1952 e terminando em novembro de 1956.

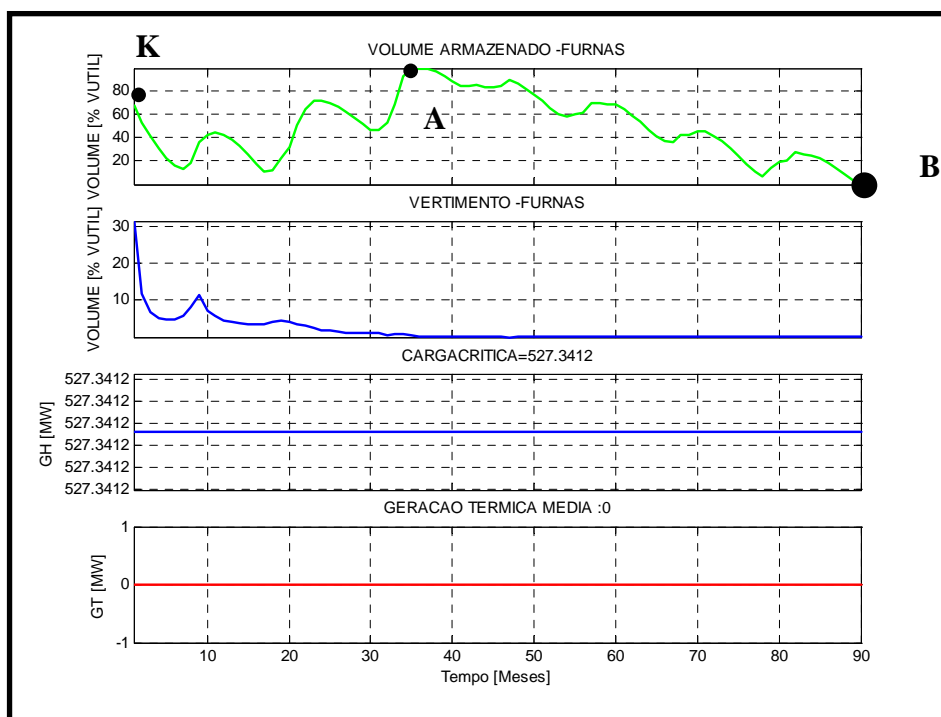


Figura 3 - Período Crítico do Setor Elétrico e de Furnas

Conforme apresentado no resultado da simulação, a UHE Furnas pode atender a uma carga crítica de 527.34 MW, sem a necessidade de complementaridade térmica, desde que para isso o

reservatório se encontre cheio no início do período crítico. Observa-se ainda, que durante o período crítico o vertimento é nulo, já que o reservatório está utilizando toda sua capacidade hídrica.

Utilizando-se da mesma modelagem, a figura 6 apresenta a operação do reservatório para a hidrologia que vai de janeiro de 1931 a dezembro de 2001. Em destaque pode-se observar o período crítico de Furnas, entre os pontos A e B. Novamente, observa-se que o vertimento é nulo durante o período crítico e a carga crítica é de 527.34 MW.

## **5.2 Complementaridade térmica**

O uso da termelétricidade, permite um melhor aproveitamento da água disponível, de modo que, sem considerarmos as indisponibilidades, forçada e programada, da usina termelétrica (UTE), ao se agregar ao modelo à entrada de uma UTE, o sistema hidrotérmico resultante permite o suprimento de uma carga crítica igual à carga crítica da UHE acrescida da potência instalada da UTE.

Para que se possa ter uma confiabilidade da UTE de 100% (desconsiderando-se as indisponibilidades), é necessário que a UTE seja ligada a plena carga no instante em que se inicia o período crítico. Satisfazendo-se essa condição, conforme apresentado na figura 6, observa-se que a carga crítica a ser atendida é de 627.34 MW, o que corresponde aos 527.34 MW gerados pela UHE e 100 MW produzidos pela UTE. O ponto C corresponde ao instante em que a térmica deve ser ligada, que coincide com o início do período crítico, enquanto o ponto D corresponde ao instante que a mesma pode ter sua produção reduzida, dado que o período crítico já foi ultrapassado.

Verifica-se ainda, que este é um problema de infinitas soluções, com uma solução única para o intervalo que compreende o período crítico, onde se tem vertimento nulo e aproveitamento máximo dos recursos hídricos. Tais infinitas configurações, podem ser observadas nos intervalos anteriores e posterior ao período crítico, onde se observa geração termelétrica ao mesmo tempo em que existe vertimento. Tal situação é antieconômica e pode ser modificada efetuando-se um novo processo de otimização, onde já sabendo a carga crítica do sistema, objetiva-se minimizar a operação da UTE em todo o histórico de dados hidrológicos (janeiro de 1931 a dezembro de 2001) e, conseqüentemente, o vertimento da UHE, verificando –se que a UTE gera apenas em condições de escassez hídrica, onde o vertimento se torna nulo e a produção da UHE necessita de complementação para atender a carga. Nota-se claramente a necessidade da UTE gerar a plena carga durante o período crítico.

A figura 4 apresenta o sistema hidrotérmico, com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW, sendo que a figura 4 apresenta a simulação visando a maximização da carga crítica. Nota-se que no primeiro caso tem-se uma geração térmica média de 423.5 MW, enquanto no segundo caso, com a UTE gerando o mínimo possível para que o sistema atenda a carga crítica de 1027.34 MW, tem-se uma geração térmica média de 311.14 MW.

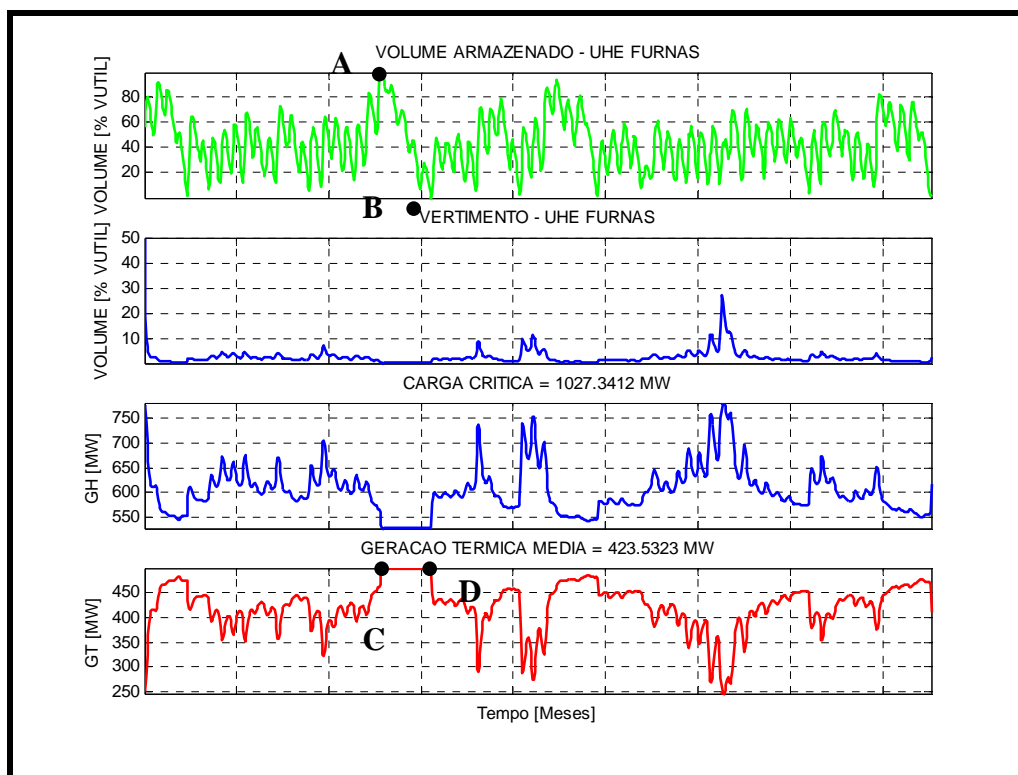


Figura 4 - Simulação do sistema hidrotérmico (UHE Furnas + UTE 500 MW) visando a maximização da carga crítica.

Mais uma vez, observa-se que durante o período crítico (entre os pontos A e B), a UTE gera a plena carga (pontos C e D), porém como a carga crítica a ser atendida, a operação da UHE aproveita sua água ao máximo, conforme se verifica com o vertimento nulo durante quase todo o histórico.

### 5.3 Início do período crítico

O grande argumento que norteia a Nota Técnica 05, é o de que as UTEs devem saber o quando o período crítico se inicia para que possam entrar no sistema a plena carga. Porém, as UHEs também devem saber que o período crítico vai iniciar para que seus reservatórios possam estar cheios, de modo que, ao mesmo tempo em que não se pode ter uma confiabilidade de 100% para uso da termelétricidade, não se pode confiar no uso de 100% do volume útil do reservatório, pois não se tem garantia de que o reservatório estará cheio antes do período crítico iniciar.

Para demonstrar esta situação truncou-se o histórico no primeiro mês de dezembro que antecede o período crítico. Repetiu-se o histórico 3 vezes, destacando-se o ciclo do meio (entre os pontos E e F), a fim de se eliminar o efeito dos extremos e simulou-se a operação do sistema hidrotérmico, já com a operação da UTE minimizada, de maneira a se obter a operação ótima do sistema pra atendimento à carga crítica. Mais uma diferença desta simulação, em relação às anteriores é o fato desta considerar o reservatório iniciando e terminando com 50% de seu volume útil, já que não se pode prever quando o reservatório deveria estar cheio para atendimento ao período crítico.

As figuras 5 demonstram o nível do reservatório antes do início do período crítico, apresentando apenas a faixa central de dados, permitindo a verificação que o reservatório estaria com apenas 14% de seu volume útil (ponto F), na véspera do período crítico, considerando para estas simulações uma configuração do sistema com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW.

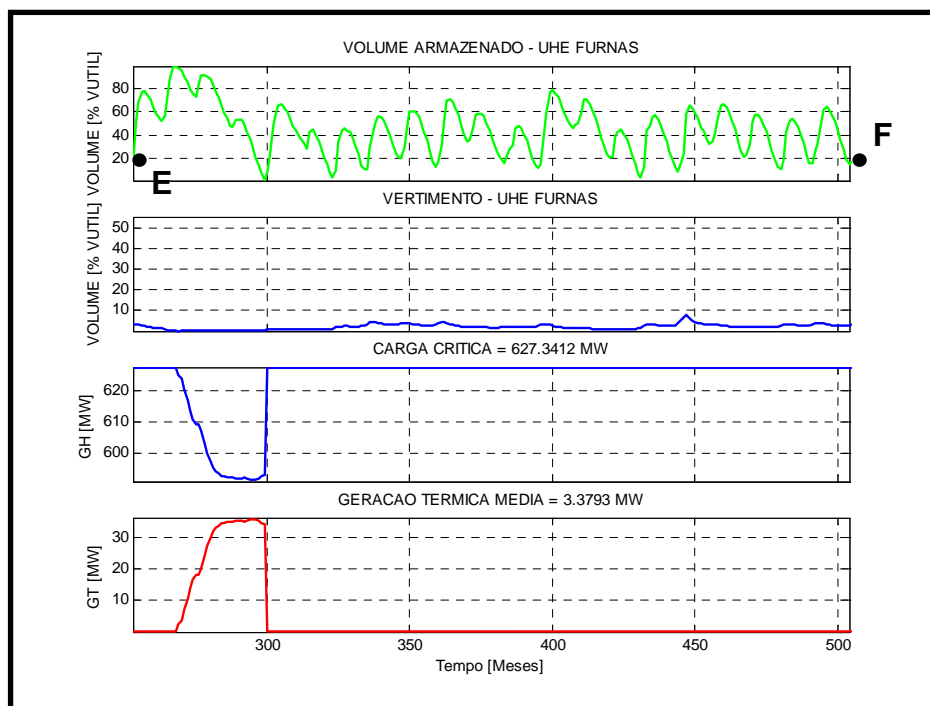


Figura 5 - Simulação do Nível do Reservatório antes do período crítico. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW

Repetindo-se esta simulação para uma configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 500 MW, Para este caso simulado, tem-se o reservatório com 7% de seu volume útil no final do histórico simulado, de modo que o mesmo estaria praticamente vazio na véspera do período crítico.

Porém, do mesmo modo que não se sabe quando o período crítico se inicia, é possível que se esteja no período crítico e não se saiba, havendo a necessidade de se maximizar a água disponível neste período.

Desse modo, repetiu-se o mesmo processo de simulação anterior, porém, com o histórico sendo truncado em dezembro de 1952, equivalente ao primeiro mês de dezembro durante o período crítico. Tais simulações podem ser observadas nas figura 6 com a utilização da UTE de 100 MW e na figura 19 com a utilização da UTE de 500 MW.

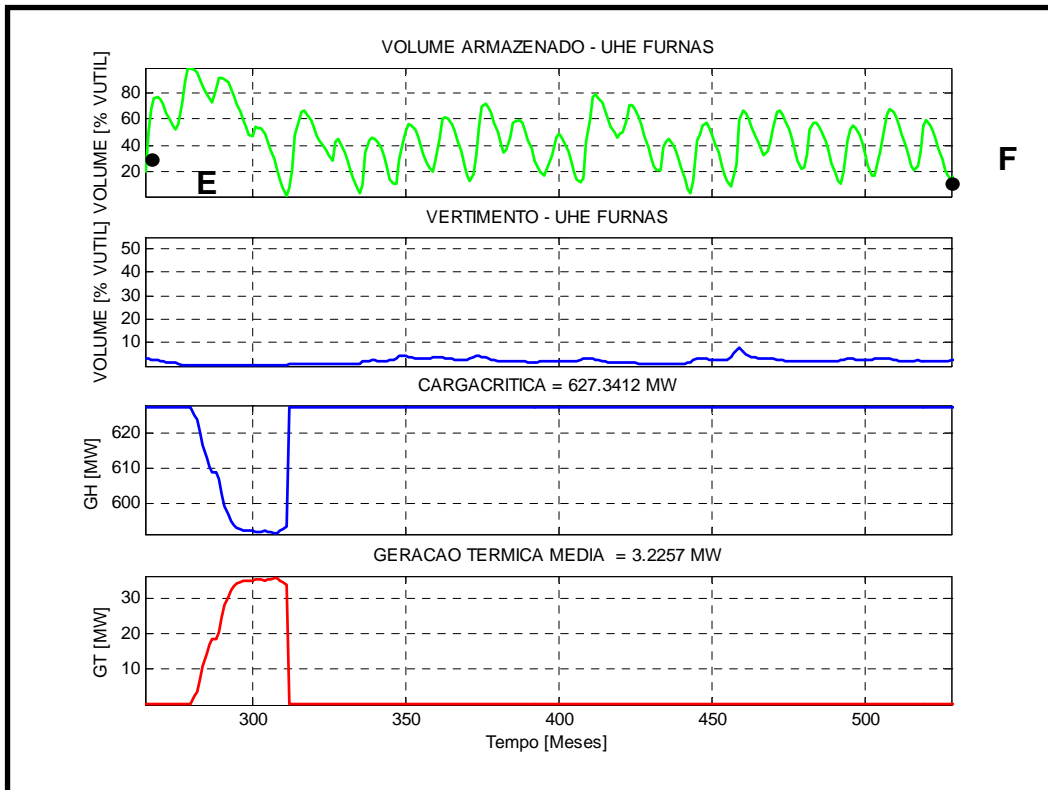


Figura 6 - Simulação do Nível do Reservatório durante o período crítico. Configuração com a UHE Furnas e uma UTE de 100 MW.

Tem-se, então, na configuração UHE Furnas e UTE de 100 MW, o reservatório com 12% de seu volume útil, no final do período de simulação, que corresponde à dezembro de 1952 (primeiro mês de dezembro do racionamento). Já na configuração UHE Furnas e UTE de 500 MW, o reservatório termina com 6.5% de seu volume útil, no final do período de simulação. O que se observa, então, é o reservatório vazio sete meses após o início do período crítico, quando deveria estar praticamente cheio.

Dessa forma têm-se duas alternativas para a questão:

- Valorar a água no final do período de simulação;
- Reduzir a carga crítica que pode ser atendida pelo reservatório.

#### 5.4 Valoração da água no final do período de simulação

Considerando a alternativa que consiste em se valorar a água no final do período de simulação, obrigando o reservatório a terminar cheio. Para este caso, simulou-se com o histórico truncado no mês de dezembro 1951, seis meses antes do início do período crítico, com o sistema composto da UHE Furnas e uma UTE de 100 MW, para atendimento da carga crítica de 627.34 MW (527.34 MW da UHE Furnas e 100 MW da UTE) com operação da UTE minimizada. O valor da água adotado para este caso foi unitário em relação ao custo da térmica. Nesse caso foi observado que o nível do reservatório fica em 80% de seu volume útil, na véspera do período crítico.

Considerando agora, o valor da água como 50% do custo da térmica, tem-se que o nível do reservatório encontra-se em 70% de seu volume útil.

A figura 7 apresenta as simulações para um sistema composto pela UHE Furnas e uma UHE de 500 MW, utilizando-se da mesma modelagem. Para o valor da água unitário tem-se, então, o reservatório terminando o período de simulação com 80% de seu volume útil (ponto F – figura 7) e para o valor da água de 50% do custo da térmica, tem-se o reservatório terminando vazio.

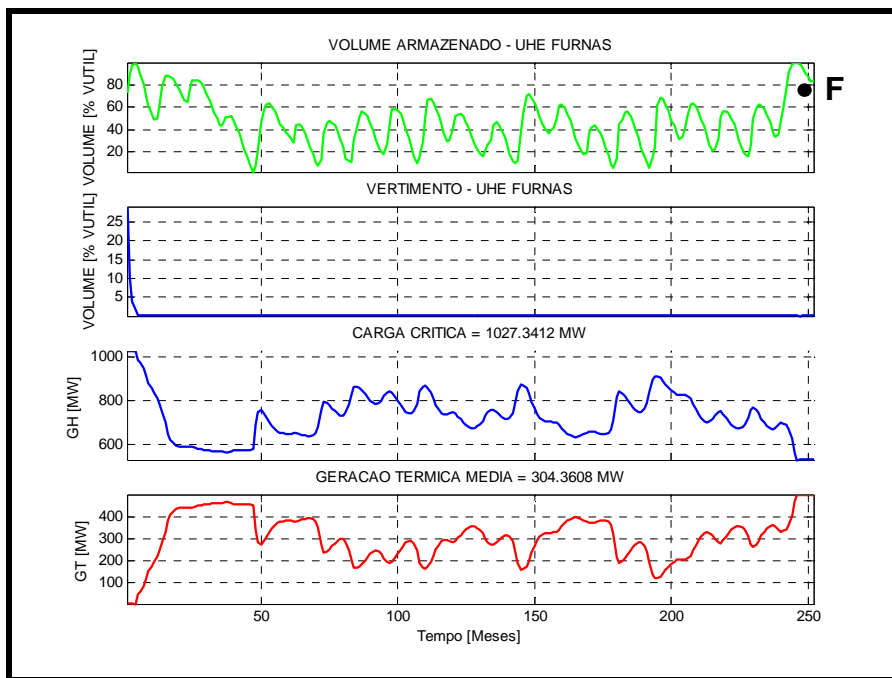


Figura 7 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água unitário. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951.

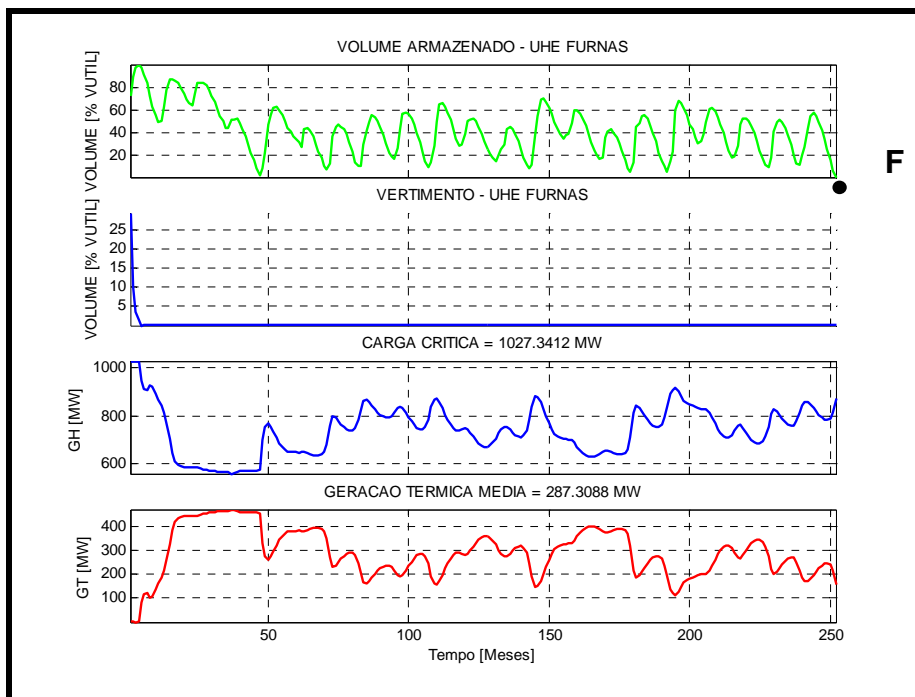




Figura 8 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1951.

Porém, do mesmo modo que o reservatório não sabe quando se inicia o período crítico, não sabe se o mesmo já se iniciou. Desse modo, tem-se a simulações no período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952, com o período crítico já iniciado.

Para a simulação com o sistema composto da UHE Furnas e uma UTE de 100 MW, para atendimento da carga crítica de 627.34 MW (527.34 MW da UHE Furnas e 100 MW da UTE) com operação da UTE minimizada. O valor da água adotado para este caso foi unitário em relação ao custo da térmica. Para este caso, observa-se que o reservatório termina o período de simulação com 80% de seu volume útil.

As figuras 9 e 10 apresentam as simulações para um sistema composto pela UHE Furnas e uma UTE de 500 MW, utilizando-se da mesma modelagem.

Para o valor da água unitário tem-se, então, o reservatório terminando o período de simulação com 80% de seu volume útil (ponto F – figura 9) e para o valor da água de 50% do custo da térmica, tem-se o reservatório terminando vazio (ponto F – figura 10).

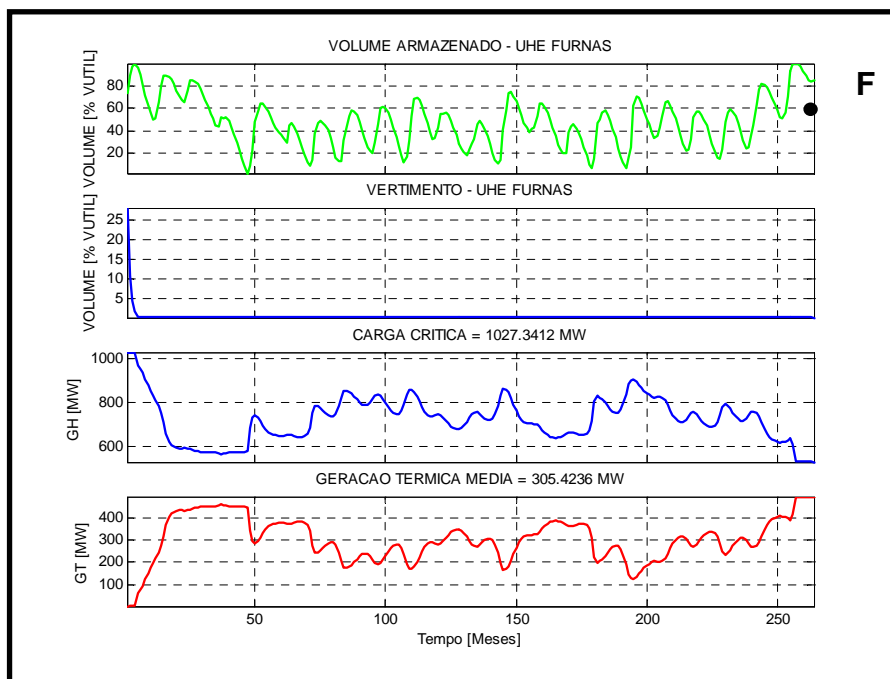


Figura 9 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água unitário. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952

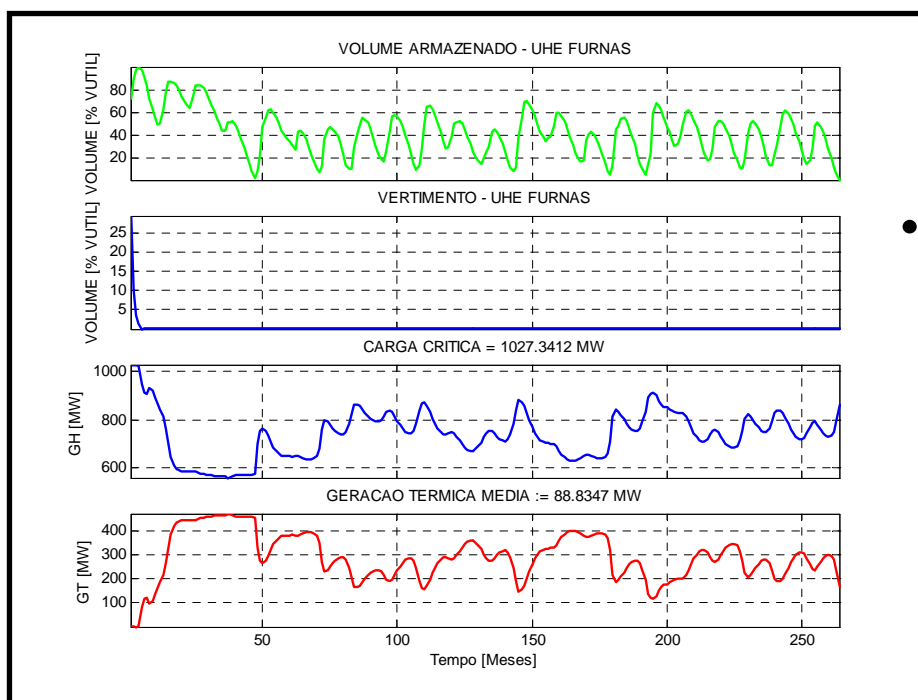


Figura 10 - Simulação com a utilização de uma Térmica de 500 MW e valor da água de 50% em relação ao custo da térmica. Período de janeiro de 1931 a dezembro de 1952.

### 5.5 Energia afluyente e armazenada

Conforme abordado anteriormente, o instante inicial do período crítico é desconhecido, de modo que a carga crítica que pode ser suprida pela UHE não pode ser aquela que considera o reservatório cheio no início do período crítico.

Se for observada a energia afluyente do reservatório de Furnas tem-se 431 MW, que somada à energia armazenada do reservatório, que é de 96 MW, totaliza 527 MW, que é a carga crítica considerada originalmente. A energia afluyente de Furnas pode ser observada através da figura 11.

Logo, pode-se concluir que a carga crítica que o reservatório pode suprir é sua energia afluyente, exclusivamente, já que é a não se pode garantir que o reservatório estará cheio para que aí sim se possa contar com sua energia armazenada.

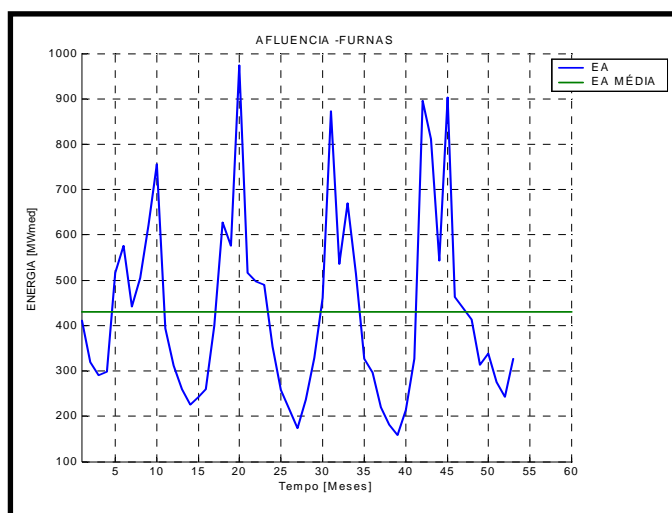


Figura 11 – Energia Afluyente da UHE Furnas.

## 5.6 Período crítico de ciclo completo

Ao se analisar o período crítico, observa-se que este começa no início de uma estação seca, terminando também, no fim de uma estação seca. Tem-se, então, que o período crítico compreende uma estação seca a mais do que o número de estações úmidas. O período seco é composto de sete meses consecutivos, de maio a novembro, enquanto o período úmido é composto de cinco meses consecutivos, de dezembro a abril.

Desse modo, a curva de duração (curva que mostra a probabilidade de uma dada vazão ser igualada ou superada) do período crítico será tendenciosa, valorizando mais as estações secas e não representando adequadamente o ciclo hidrológico anual da pior seqüência de vazões. Para coerência estatística, propõe-se o conceito do período crítico de ciclo completo – PCCC, que diferentemente do período crítico, compreende um número inteiro de anos e conseqüentemente o mesmo número de períodos secos e úmidos. O PCCC deve começar ou terminar, junto com o período crítico, com duração correspondente a um número inteiro de anos.

Sendo que o período crítico da UHE Furnas inicia em junho de 1952 e termina em novembro de 1956, têm-se quatro alternativas para o PCCC, conforme apresentado na tabela 1.

Tabela 1 – Alternativas para determinação do Período Crítico de Ciclo Completo.

<b>Alternativa</b>	<b>Início</b>		<b>Término</b>	
<b>PCCC1</b>	JUNHO	1952	MAIO	1957
<b>PCCC2</b>	JUNHO	1952	MAIO	1955
<b>PCCC3</b>	OUTUBRO	1951	NOVEMBRO	1956
<b>PCCC4</b>	OUTUBRO	1952	NOVEMBRO	1956

Simulando-se a operação para as quatro alternativas, escolhe-se a alternativa que possibilite o atendimento à menor carga crítica. A tabela 2 apresenta os resultados.

Tabela 2 - Carga Crítica para cada PCCC simulado.

	<b>PCCC1</b>	<b>PCCC2</b>	<b>PCCC3</b>	<b>PCCC4</b>
<b>Período</b>	60 meses	48 meses	48 meses	60 meses
<b>Carga Crítica</b>	410,25 MW	410.25 MW	434.15 MW	478.93 MW

Conforme se observa na tabela 2, o PCCC1 e o PCCC2 levam ao atendimento da menor carga crítica, 410.25 MW, de modo que se escolheu o período mais longo (60 meses) – PCCC1.

Simulando-se para diversos casos, determinou-se a situação limite, com o reservatório iniciando em diversos níveis, conforme apresentado na tabela 3. Conforme se observa esta situação limite corresponde ao reservatório iniciando o período crítico de ciclo completo com 7% de seu volume útil.

Tabela 3 - Carga Crítica atendida de acordo com o volume inicial do reservatório.

<b>Volume Inicial do Reservatório</b>	<b>Carga Crítica</b>
0%	303.37 MW
1%	320.48 MW
2%	337.59 MW
3%	354.69 MW
4%	371.80 MW
5%	388.91 MW
6%	406.01 MW
7%	410.25 MW
10%	410.25 MW
50%	410.25 MW

Desse modo, verifica-se que a carga crítica que se pode garantir que a UHE poderá suprir é de 410.25 MW e não de 527.34 MW, pois, não se pode contabilizar a energia armazenada no reservatório, uma vez que o mesmo deveria estar cheio no início período crítico.

## **6- CONCLUSÕES**

Através das simulações apresentadas neste trabalho, buscou-se demonstrar que a energia das usinas termelétricas não deve ser reduzida sem que a energia assegurada das usinas hidrelétricas também o seja.

Tal afirmação se baseia no fato de que o início do período crítico é desconhecido tanto para a UTE, que deveria gerar a plena carga durante todo o período crítico, quanto para a UHE que deveria estar com seu reservatório cheio no início do período crítico, para que pudesse realmente atender a carga crítica equivalente à sua energia firme.

Desse modo, para o caso de Furnas haveria uma redução de 527.34 MW para 410.25 MW, para aumento da confiabilidade do sistema. Neste caso, a energia assegurada das termelétricas também poderiam ser reduzidas, já que as hidrelétricas também estariam com sua energia firme sendo revista. Caso contrário, a disponibilidade das UTEs deve ser aquela apresentada pela portaria nº 321, de 6 dezembro de 2004, onde a disponibilidade da térmica é:  $(1 - \text{Indisponibilidade Forçada}) \times (1 - \text{Indisponibilidade Programada})$ , indo contra, inclusive a Nota Técnica 05, publicada pelo próprio MME alguns dias antes.

Os resultados apresentados neste documento devem balizar futuras definições quanto a metodologia de cálculo da garantia física de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos.

## **BIBLIOGRAFIA**

SANTOS, A.H.M. (1997). "Planejamento de centrais hidrelétricas de pequeno porte". 319p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas.

SOUZA, Z.; SANTOS, A.H.M.; BORTONI, E.C. (1999). "Centrais Hidrelétricas: Estudos para Implantação". Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS

